

XLVIII Legislatura

——

DIVISIÓN PROCESADORA DE DOCUMENTOS

Nº 2101 de 2019

Carpeta Nº 3548 de 2018	Comisión de Derechos Humanos

PERFORACIONES ACUÍFERO GUARANÍ

IGUALDAD Y NO DISCRIMINACIÓN DE LAS MUJERES EN BASE AL GÉNERO

Obligaciones emergentes del Derecho Internacional de los Derechos Humanos

Versión taquigráfica de la reunión realizada
el día 15 de mayo de 2019

(Sin corregir)

Preside: Señora Representante Cecilia Eguiluz.

Miembros: Señora Representante Claudia Hugo y señor Representante Nicolás Viera.

Invitados: Por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, señora Gerente del Área de Hidrocarburos, ingeniería química Ariana Spinelli.

Por el Área de Exploración y Producción de ANCAP, señores Gerente de Exploración y Producción, doctor Héctor de Santa Ana; Jefe de Geociencias, ingeniero Pablo Gristo y Jefe de Administración y Contratos, ingeniero Santiago Ferro.

Por el Área de Servicios Jurídicos de ANCAP, señoras Jefa de Escribanía, doctoras Olga Logaldo y Rosario Giménez.

Secretaria: Señora Ma.Cristina Piuma Di Bello.

Prosecretaria: Señora Lourdes E. Zícari.

SEÑORA PRESIDENTA (Cecilia Eguiluz).- Habiendo número, está abierta la reunión.

La Comisión de Derechos Humanos tiene el gusto de recibir a la delegación de Ancap integrada por el doctor Héctor de Santa Ana, gerente de Exploración y Producción; el ingeniero Pablo Gristo, jefe de Geociencias; el ingeniero Santiago Ferro, jefe de Administración y Contratos; la doctora Olga Logaldo, jefa de Escribanía, y la doctora Rosario Giménez, acompañados por la ingeniera química Arianna Spinelli, gerenta del Área de Hidrocarburos del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Desde el año pasado o el anterior estamos analizando el tema de las perforaciones al Acuífero Guaraní. Esta Comisión tiene la característica de trabajar en derechos humanos en sentido amplio y, por lo tanto, hemos analizado todo lo que tiene que ver con los derechos fundamentales y también ambientales y hemos realizado intervenciones en varias áreas. En este caso, específicamente, hemos recibido algunas denuncias -que seguramente ustedes conocerán- de organizaciones ambientalistas en cuanto a la situación del Acuífero Guaraní y la posible afectación que se podría dar a través de las perforaciones. Además, hubo derrames en dos perforaciones que están sobre el acuífero y por eso iniciamos una serie de acciones al respecto.

En primer lugar, tuvimos una extensa entrevista luego de un pedido de informes enviado al Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, especialmente a la dirección que está a cargo del ingeniero Nario, quien estuvo aquí, y en esas declaraciones -a las que habrán podido tener acceso a través de la versión taquigráfica de esa sesión- se señaló bastante el área de la que ustedes están a cargo, es decir la de perforaciones. En definitiva, ellos nos dijeron que hacían un control, pero no tomaban determinadas decisiones. Por lo tanto, como órgano de contralor nos pareció importante escuchar la versión de ustedes y poder interactuar a raíz de este tema que realmente nos preocupa, porque como habrán leído en las consideraciones que se han hecho por parte de Dinama y Dinagua, si bien ellos no constatan algunos hechos tampoco pueden prever otros que en realidad se han denunciado como contaminantes. Por ese motivo, nos interesa mucho conocer su versión formal, desde el punto de vista del trámite -que nos parece muy importante- y de las empresas que intervienen en esto a fin de conocer cuál ha sido la selección, el estado y la situación del contrato que tienen con el área de ustedes. Seguramente, podrán surgirnos algunas dudas, por lo que el fin de esta sesión sería el intercambio de ideas.

Como ustedes saben, nosotros somos una Comisión asesora del plenario y lo que hacemos luego de terminadas las instancias es elaborar informes, si consideramos que son necesarios, y elevarlos al plenario de la Cámara de Diputados.

Quiero mencionar que en el día de hoy nos acompañan -ya que integran la Comisión- la señora diputada Claudia Hugo y el señor diputado Nicolás Viera, del Frente Amplio -suplente de la diputada Santalla-, y no está presente por razones personales la señora diputada Gloria Rodríguez, pero todos nosotros vamos a continuar trabajando en este tema.

SEÑOR DE SANTA ANA (Héctor).- Soy doctor en geociencias y estoy a cargo de la Gerencia de Exploración y Producción de Ancap.

Estamos a las órdenes para responder cualquier tipo de pregunta, fundamentalmente desde el punto de vista técnico, y si hubiera alguna duda jurídica hemos venido acompañados por los compañeros de Servicios Jurídicos a fin de que nos brinden apoyo.

Nuestra idea es hacer una primera presentación operativa en lo que tiene que ver con el hecho concreto o con las eventualidades que están vinculadas con la actividad de exploración y perforación y, posteriormente -si les parece-, podríamos clarificar la situación de los contratos con las empresas que están trabajando en tierra.

SEÑOR GRISTO (Pablo).- Soy jefe de Geociencias en la Gerencia que dirige el doctor de Santa Ana y tuvimos a cargo el seguimiento y la fiscalización de las operaciones de Schuepbach Energy en las dos perforaciones que se mencionaron anteriormente, es decir la de Cerro Padilla y la de Cerro de Chaga, una en Paysandú y la otra en Salto.

Quisiera hacer una puntualización -refiriéndome directamente al asunto- respecto a algo mencionado por el ingeniero Nario, ya que me parece importante para la posterior búsqueda de información y bibliografía y para poder tener un respaldo técnico posterior. Estas dos situaciones o incidentes que se dieron en los pozos no corresponden a derrames porque el derrame está definido como una situación en la que se da una pérdida de contención de fluidos en superficie. En este caso -lo aclaro también para referencia posterior-, se habla de pérdida de circulación.

A la vez, como decía el ingeniero Nario, en la perforación se utiliza un fluido que a veces se denomina lodo o fluido de perforación, no solo en perforaciones para la exploración o producción de petróleo y gas, sino también en otro tipo de perforaciones. Este fluido de perforación o lodo tiene varias funciones, como lubricación y enfriamiento, y también se utiliza para control de presión. Es decir que es un elemento muy importante en la operación del pozo y trabaja en un circuito cerrado. Como también decía el ingeniero Nario, este fluido ingresa por la tubería de perforación, llega hasta el punto donde se está perforando, es decir la broca o el trépano, y en ese punto asciende por el espacio anular o el que queda entre la tubería de perforación y el hoyo, vuelve a superficie, ahí se acondiciona nuevamente y circula para abajo. Normalmente, en una operación sin ningún incidente -que es lo deseable y lo que espera el operador-, ese circuito de fluido de perforación es cerrado y a medida que se van atravesando distintas unidades y geologías se va acondicionando en superficie, se van agregando o quitando determinados elementos y uno de los que se retira de ese fluido de perforación en la superficie son los *cutting* o recortes de perforación, que es la roca que se fue perforando en el subsuelo.

Les pido que por favor me interrumpan si no estoy siendo demasiado claro.

Esa es la operación normal, es decir que se trata de un circuito cerrado con acondicionamiento de superficie, y una vez que se termina de perforar el pozo ese fluido de perforación o ese lodo tiene determinados mecanismos de disposición final.

No es poco es común o existe la posibilidad de que por distintas situaciones imprevistas en el subsuelo parte de ese lodo en lugar de volver a superficie se infiltre o se produzca lo que se llama una pérdida de circulación, por lo que queda en el subsuelo. Digo que no es poco común porque de la revisión de trabajos de perforación anteriores de las que se tienen registro, como por ejemplo las de todos los pozos que se hicieron en la denominada cuenca norte, que posteriormente dieron lugar a las termas de Guaviyú y Daymán, surge que en algunos de ellos se sucedieron estas clase de incidentes de pérdida de circulación. No es una situación extraña para la cuenca ni para la operación de perforación. Tampoco es una situación deseable para el operador porque el lodo cumple varias funciones como, por ejemplo, lubricación o enfriamiento. Por lo tanto, perder lodo en el subsuelo no es una situación deseable para el operador y trata de resolverlo de alguna manera. No hacerlo podría significar problemas operativos o pérdida de tiempo y, en un extremo, la pérdida del pozo y que no se pueda perforar más.

En cuanto a estos dos incidentes, podemos decir que fueron situaciones posibles, pero entendemos que el operador hizo todas las tareas que correspondían de acuerdo con las buenas prácticas para remediarlos. Estamos hablando de distintas operaciones que llevó adelante el operador a la hora de saber que estaba teniendo esa pérdida de circulación. La idea era evitar, prevenir o minimizar la pérdida de circulación. En definitiva, logró controlarla porque en el caso de Cerro Padilla -el primer pozo en Paysandú-, luego de la pérdida que se dio en los primeros niveles del pozo, se siguió perforando. En el caso de Cerro de Chaga también se pudo controlar la pérdida de circulación luego de distintas operaciones, aunque el pozo no pudo seguir funcionando.

Desde nuestro punto de vista, verificamos que el operador actuó de acuerdo a las buenas prácticas de la industria y que los procedimientos que normalmente sigue la industria petrolera en este tipo de incidentes fueron los correctos. A su vez, esto aporta a nuestra experiencia. Ahora, ante situaciones similares, sabemos cómo proceder de manera más eficiente; esa es una lección que solo se aprende con la experiencia. Es muy difícil prever cuál va a ser el procedimiento, la técnica o la herramienta que va a actuar más eficientemente en caso de un incidente de este tipo. Además, todo queda registrado.

Actualmente, tanto la industria petrolera como el país tienen formas de registro y de poder plasmar la experiencia en cada operación de una forma más eficiente. Cuando vemos los pozos que se hicieron en los años cincuenta, advertimos que no tenemos registros sobre las operaciones que se realizaron específicamente para poder controlar las pérdidas de circulación, mucho menos de otras operaciones de perforación que también utilizan lodo y que se realizan en la cuenca norte como, por ejemplo, para prospección de agua o la explotación de aguas termales.

Toda esta experiencia se plasmó en algo que mencionó el ingeniero Nario, es decir, en un protocolo específico para la atención de estos incidentes que no solo habla de la técnica, de los procedimientos o de los equipos que se deben utilizar. Yo traje una copia para entregar a la Comisión que se hizo desde la perspectiva técnica y también desde el punto de vista de la Dinama, atendiendo cuestiones ambientales. Creo que este protocolo es lo más positivo de toda esta experiencia.

SEÑORA PRESIDENTA.- Aunque no somos expertos en la materia, tenemos algunas preguntas puntuales.

Queremos conocer cuál es la diferencia entre la prospección de pozos termales o de agua y pozos de petróleo. En cuanto a la utilización de los químicos, deseamos saber si estamos hablando de lo mismo o de cosas diferentes.

Por otra parte, ¿cuánta era la certeza de que había petróleo en los lugares que se habilitaron para hacer los pozos? Lo pregunto porque, en realidad, existía la certeza de que había agua y que era parte del acuífero Guaraní. Si bien se hace un paralelismo con los pozos que se hicieron hace cincuenta años -en los que se encontró agua-, el primero que se hizo fue en búsqueda de petróleo. Está claro que nuestro país está encima de un acuífero muy importante, uno de los reservorios de agua dulce más grandes del mundo. Queremos saber qué daño puede haber en el agua porque tenemos obligaciones internacionales en cuanto a su cuidado.

Algunas de estas interrogantes se las formulamos al ingeniero Nario, y ahora recurrimos a ustedes porque son los que hacen las evaluaciones y otorgan las autorizaciones.

En cuanto al protocolo, si bien es el resultado de todo esto, es bien importante tener una copia.

SEÑOR DE SANTA ANA (Héctor).- Nuestro espíritu es que todo lo que digamos en esta Comisión pueda entenderse. Por lo tanto, voy a utilizar algunas analogías didácticas.

Yo tengo cuarenta años en esta industria y trabajé y me formé en otros países. En su momento, como geólogo de pozo, estuve a cargo de las perforaciones en la década del ochenta.

Como saben, Ancap hizo los pozos anteriores en búsqueda de petróleo, pero alumbró agua. Por ello, estudiamos muy pormenorizadamente todo lo que pasaba en el pozo. Analizamos el historial de los pozos antiguos de manera de contar con elementos para tener en cuenta antes de perforar y saber qué acciones se pueden tomar para atenuar las consecuencias; esto se pensaba como un problema operativo pero, además, hay un tema de seguridad humana y ambiental.

Asimismo, tuve la oportunidad, por diferentes razones, de ser el coordinador académico del proyecto acuífero Guaraní por el Banco Mundial por la experiencia que tenía y asesoré en ese sentido. También asesoramos a los técnicos que van a estar a cargo de los nuevos pozos de agua para ver los problemas que pueden tener, inclusive aquellos que se pueden prever a partir de información sísmica -básicamente ecografías- que se pueden interpretar hacia el pozo. El pozo es el único lugar en el que se puede ver esa información. Si va a tener 350, 500 o 1.500 metros de basalto -que es la roca dura como un vidrio que está por encima del acuífero-, si esa roca está rota o puede estar rota, va a comportarse como un vidrio. Como se endureció esa lava, con cualquier deformación que tenga la corteza después de ese período, la roca se va a romper como un vidrio. Por lo tanto, naturalmente existe una cantidad de fracturas que no tienen mucho desarrollo, pero a veces hay espacios grandes, o las geodas, esas bolas que partimos y tienen amatistas. A veces son muy grandes, y si se perfora una que está conectada con otra, se va perdiendo lodo de esas bochas que adentro tienen espacios vacíos. Ya sea por fallas abiertas o por las geodas, que son esos espacios, si se pinchan se va el lodo por ahí. De todas formas es una preocupación, aunque es en el basalto y no en el acuífero Guaraní. En general, está confinado a esa roca y no tiene conectividad con otras; estas cosas pasan en el tercio superior, donde el basalto está más alterado. Como el agua de la lluvia percola por dentro y puede llegar a 100 o 200 metros, empieza a alterar las fracturas que existen, las abre y comienza el problema de ese lodo que se pierde. Siempre fue un problema operativo porque si no hay retorno del lodo, se tiene que parar el pozo porque, de otra forma, se tranca, lo que normalmente llamamos entrar en pesca. La roca al no limpiarse y al calentarse, si no existe el fluido que rompe para arriba para sacar la piedra y para enfriar donde se corta, los metales se traban, se engripan y quedan engripados con la roca y se pierde el pozo, se desvía o se rompe un fierro -perdonen que hable así, pero es como a veces hablamos en el pozo- ; queda trabado abajo y ya no vale la pena sacar herramientas, hay que hacer el pozo de nuevo. Todos esos son problemas operativos de hace mucho tiempo y es lo que hasta el día de hoy Argentina, Brasil y Paraguay miden. Esta situación pasó en absolutamente todos los pozos que se hicieron para petróleo y agua, y en los recientes también. Nos llamaron para que los asistiéramos y nos decían: "Estoy perdiendo todo, ¿qué hago?", y contestábamos que pusieran cáscara de arroz o lana, que se utiliza como material obturante de la fractura de abajo. De alguna forma inventamos en el protocolo, porque no se usa, una situación para cuando la pérdida es muy grande. Ante los posibles problemas operativos de trabar las herramientas o ante la pérdida de mucho lodo que podría eventualmente causar "derrames" -entre comillas-, que son infiltraciones, pensamos que una alternativa técnica que no hemos ensayado -y no se ensaya en ningún país- en perforación era cementar la tapa o el nivel que estaba fracturado y dejar fraguar. Previo a eso, sacar todo el tren de herramientas y después de fraguado, volver a perforar para ver

si el cemento pudo haber entrado en esa fractura y estabilizado la pared del pozo; entonces podemos obturar esa falla o ese espacio. Esa fue una de las ideas nuevas que surgió, que no tiene antecedentes en ningún país del Mercosur ni en ninguno. Cuando aparece una pérdida muy grande o una sobrepresión, una capa con petróleo que está sobrepresionada, se utiliza como técnica taponear y cementar arriba para cambiar las condiciones del lodo y de ahí hacia abajo o se dan situaciones peores.

Cuando hablamos de los objetivos diferentes que tiene el acuífero Guaraní y de los objetivos petroleros, solamente para poderlo entender, vemos que los cementos que se utilizan para la perforación cumplen otros requerimientos como materiales de cemento, porque están a otras temperaturas, a otras presiones y porque requieren otras resistencias. Cuando uno compra un apartamento en el segundo piso, en el tercero o en el séptimo puede vivir otra persona; no se anula la posibilidad de que en otros pisos se pueda vivir. La certeza de los cementos en un pozo es mucho mayor en cuanto a capacidad y resistencia mecánica que la de una loza del séptimo, octavo, noveno o piso treinta y cuatro de un edificio. ¿Qué quiere decir eso? Que es mucho mayor, que tiene muchísima más resistencia y que está adecuado a condiciones extremas que no se dan. Es decir, cuando uno vive arriba de una loza en el tercero, el cuarto o el quinto piso -cuando digo loza me refiero a piso de hormigón-, no piensa que se va a caer o a romper. Cuando terminamos la cementación de un pozo petrolero y queremos tener certeza de que ese cemento está estable, uno de los controles que hacemos es pasar un perfilaje, una medida indirecta -como cualquier medida indirecta que se hace a través de la imagenología en la medicina o lo que sea- para ver si ese cemento tiene partes anilladas porque no cubrió todo, o si toda la masa del espacio se llenó, porque ese volumen que se calcula matemáticamente en forma previa cubrió todo el cemento que se hizo. Si yo corro un perfil y veo que tengo que rellenar 215 toneladas, pero eché 140 y queda una cantidad de cemento afuera del pozo, algún problema hubo porque no pude llenar todo el volumen que había calculado previamente. Eso se hace como primer ensayo. En el segundo ensayo, si el volumen de cemento que calculé previamente es igual al volumen que inyecté desde la superficie hacia todo ese lugar, paso un perfilaje para ver que toda la pared esté cubierta de cemento. Esa es la única forma, por medio de un primero y un segundo ensayo, de ver que la cementación fue exitosa. Eso no pasa en los pozos de agua. No existen esas herramientas y muchas veces no justifica, porque el agua del acuífero no es un elemento contaminante en sí misma y lo único que se pierde muchas veces es el agua del acuífero. Recuerdo que en 1984 pasé el Daymán descalzo y pegué un salto porque tenía un chorro de agua caliente en el arroyo. Los 1.100 metros de basalto que había encima del acuífero estaban conectados en algún momento porque el pozo estaba desnudo -lo llamamos desnudo cuando no tiene cemento ni fierro- y estaba drenando por todas las fracturas. Nosotros controlamos el área que trabajamos para que eso no pase. Tenemos tres formas de controles redundantes: previo a la cementación, el cálculo de volumen. En esa instancia se chequea que el volumen que entró sea el mismo que preparamos previamente sobre el cálculo teórico de lo que teníamos que llenar. El segundo perfilaje es para ver que todas las capas de cemento que se ven como una imagen -igual que se ve un hígado- estén 100% cubiertas. También hacemos el ensayo de la calidad estructural del cemento que se usa en el pozo. Esto es interesante porque el cemento de Paysandú tiene naturalmente esas propiedades sin tener que agregarle aditivos; no tenemos que importar cemento, y se vende ese cemento para pozos por las propiedades naturales que tiene para lograr la resistencia que se quiere. Las normas y procedimientos que utilizamos hoy en el Uruguay son mayores que el estándar para perforaciones de la misma naturaleza en todo Brasil, en toda Argentina y en todo Paraguay, hablando de la cuenca de Paraná.

Como bien decía el ingeniero Gristo, en cuarenta años y con más de mil pozos controlados vi que todos los pozos son diferentes. La naturaleza da sorpresas continuamente; lo importante es estudiar previamente todos los pozos que se hicieron en ese tipo de geología para no ir regalados -lo digo en forma coloquial- en la ingeniería del pozo. Acotando la sumatoria de los problemas de los 1.000 o 1.500 pozos que puede haber en la cuenca, siempre puede aparecer algo que motive a cambiar o a modificar las normas o protocolos de ejecución de la obra, la exigencia a Ancap cuando somos operadores o a la empresa que calificó como operadora y que tiene que cumplir con los protocolos. Cuando Pablo Gristo habló de los protocolos, ya teníamos un protocolo en *onshore* y *offshore;* lo que agregamos fue esta modificación o idea innovadora que no existe para pozos de Brasil o Argentina. Todavía no la hemos puesto en práctica porque no sabemos cómo puede funcionar, pero en la industria del petróleo, más que nada, hay un control de todas las actividades de todas las empresas del mundo que intenta integrar toda la experiencia de forma de mejorar la gestión, en particular en lo que refiere a la seguridad humana y ambiental.

SEÑORA PRESIDENTA.- Me quedó claro que la tecnología que se usa para los pozos de agua no es la misma que se usa para los petroleros.

La otra pregunta que yo había hecho, hablando de estos pozos en concreto, era qué certeza había o hay en cuanto a que se vaya a sacar de ahí petróleo que pueda ser usado cuando hay 100% de certeza de que estamos encima del acuífero Guaraní.

SEÑOR DE SANTA ANA (Héctor).- En todos los lugares hay agua dentro de ese volumen; más que acuífero es un lugar de almacenamiento enorme de agua. Ustedes saben que las aguas que estamos encontrando en todo el acuífero, que sale todos los días de Arapey, Daymán, Quebracho, Guichón, tienen 35.000 años. Es decir que no son aguas que corrieron; son aguas que están confinadas ahí. Por lo tanto, es una esponja más que un caño, para decirlo de alguna forma. Si la esponja no la apretamos, el agua no sale; en el caño el agua escurre.

El agua que existe en el acuífero Guaraní está en un área que tiene una recarga muy lenta en el entorno del pozo. Por eso hay que cuidarlo; no hay que cuidarlo porque se acaba. Es un volumen gigantesco, enorme. El acuífero está en una fase de producción máxima, por lo menos en algunos lugares. En otros no; en otros tenemos interferencia. Pero hoy tenemos normas que permiten controlarlo, lo que también es bueno.

Entonces, al no escurrir el agua continuamente, sino que está confinada, hay que cuidarla más. Todo elemento que pueda ser distorsionante es importante acotarlo.

¿Por qué hice toda esta explicación previa sobre los pisos, el segundo, el tercero, y el edificio? Porque son unidades estancas completamente independientes. La familia del segundo no interfiere o no debería interferir o afectar al resto.

No existe ninguna limitante técnica o tecnológica de ningún tipo como para que se pueda estar explotando petróleo y gas de cinco capas a 300, 400 o 500 metros por debajo del acuífero y estar explotando el acuífero simultáneamente en el mismo pozo. No quiero decir adentro del mismo pozo, sino que puedo tener una terminación múltiple para petróleo y una terminación por afuera para agua. No es económicamente razonable hacerlo, pero puedo tener aislado una parte a 15 metros, explotando agua a 20, 50 o 200 metros, y en otro pozo, a 15, 20 o 50 metros, explotando petróleo de otra capa. ¿Por qué? Precisamente, por la aislación que logro tener en esa unidad estanca que estoy produciendo agua y en esa unidad estanca que estoy produciendo petróleo. Cualquier interferencia o conexión que exista entre ambas unidades productivas es porque algo hizo mal el ser humano. Cuando nosotros estamos trabajando sabemos la capacidad de

sello que tienen las capas. Cuando se almacena gas y petróleo -entre 300 y 400 metros por debajo del acuífero Guaraní- sabemos que hay mucha presión porque tenemos un sello arriba que es varias veces capacidad mecánica que el propio cemento. Es el sello de roca, de arcilla, que evita que haya fugas. Es decir que no vemos la fuga y no hay fuga, y por eso hay una sobresaturación de hidrocarburos que nos da la certeza de que eso no va a tener conectividad con nada. Cualquier conectividad que pueda aparecer es porque el ser humano alguna operación hizo mal. Cualquier conectividad que tenga una capa de petróleo de la formación Paso Aguiar o Tres Islas, que son arenas que están bien por debajo de la unidad Tacuarembó- Buena Vista, que es el sistema acuífero Guaraní, es porque algo hicimos mal. Es decir, que los cementos no están bien o conectamos capas sin querer conectarlas. No es que no exista un riesgo. Esos hechos que pueden aparecer se controlan y se resuelven, pero en general las cosas se hacen para que eso no pase.

Perfectamente de un pozo del acuífero Guaraní, que está a 15 metros se puede estar explotando petróleo a 20 metros. Por supuesto que no estamos hablando del piso siete u ocho, sino del piso dos. Perdonen la analogía, pero me parece elocuente, porque el cemento o las rocas funcionan como esa zona de disociación o desconexión entre una cosa y la otra.

SEÑORA PRESIDENTA.- Entiendo la explicación. Se puede hacer prospección de una cuestión y de la otra.

Mi pregunta es la siguiente. Sabíamos cien por ciento que ahí había agua. ¿Qué porcentaje sabemos de que hay petróleo que se puede utilizar?

SEÑOR DE SANTA ANA (Héctor).- Cuando nosotros perforamos un lugar con fines exploratorios, es porque tenemos elementos científicos y tecnológicos que definen una probable existencia de acumulación petrolera, pero no sabemos si está. Es como la ecografía. Voy a poner un ejemplo un poco triste. Yo siento un dolor. Voy al médico; me hacen una ecografía en el pulmón, y me ven una mancha. Lo primero que piensa el médico es que es un cáncer. ¡Y es un cáncer!, pero el médico no me puede decir que es un cáncer solo con la imagen. El médico tiene que hacerme una biopsia para reconocer que las células que tengo en ese músculo son cancerígenas. Esto es lo mismo. Yo puedo definir a través de una ecografía, resonancia magnética, tomografía computada -que es exactamente lo mismo o similar de lo que nosotros estudiamos previamente- una situación favorable -en este caso es favorable; a veces no se sabe hasta dónde- de acumulación de hidrocarburo -analogía cáncer-, solo perforando o introduciendo algo para sacar un pedazo de testigo, es decir, que salga el petróleo o el hidrocarburo o que pueda obtener una muestra del mismo, me asegura de que este existe.

Cuando se planteó el prospecto elegido por la empresa para poder perforar -que fue pago por la empresa y se comprometió a perforar bajo las condiciones operativas que estaban establecidas y firmadas en el contrato-, las pruebas o los elementos que tenía para saber qué probabilidad de éxito podía tener, incluyendo el éxito técnico y el éxito económico, representaban menos del 10%. Esos son los valores con los que se maneja la industria cuando decide perforar un pozo exploratorio. No es más que eso: 10%, 12%, 13%, 14% o 15%. Son porcentajes muy altos para lo que nosotros llamamos cuenca de frontera.

La primera vez que tuvimos petróleo en Uruguay -no comercial, sino como indicio- fue en el primer pozo que hicimos en cerro Padilla. De hecho, el contrato actual establece que además de terminar el pozo que estaba comprometido, se haga un ensayo en las capas que no fueron ensayadas en la primera instancia de perforación.

SEÑORA PRESIDENTA.- En concreto, estaríamos hablando de entre 7% y 10% de posibilidad de petróleo.

SEÑOR DE SANTA ANA (Héctor).- Hoy ese porcentaje es mayor dado que se encontró indicios de petróleo. Eso genera un incremento en la probabilidad o porcentaje de probabilidad de éxito. Si usted no encuentra petróleo ni roca generadora es menor del 10%, entendiendo que tiene una trampa definida y confirmada. Ahora, cuando usted encuentra, ese bloque comienza a tener una probabilidad de acierto mayor. Capaz que ahora ronda el 20%; no lo hemos reponderado.

SEÑORA PRESIDENTA.- ¿El interés por la exploración fue de Ancap o de la empresa? ¿Quién tuvo la iniciativa?

SEÑOR DE SANTA ANA (Héctor).- Como ustedes saben, Ancap estuvo durante varios años sin actividad exploratoria, tanto en tierra como en mar. En lo personal, me tocó vivir la inquietud de promover, sin inversión del Estado, la actividad exploratoria. Eso lo recuerdo claramente porque fue acordado en el Parlamento, a fin de dar posibilidad a que se pudiera avanzar en la exploración petrolera. Y así lo hicimos, logrando en estos doce años -hoy todavía no tenemos petróleo a nivel comercial- una continuidad, más allá de que en el pasado también se hizo esfuerzos importantes por parte del Estado y con inversiones. Por ejemplo, en la cuenca norte *onshore,* en todas las instancias en las cuencas *onshore,* se invirtieron casi US$ 150.000.000, a valor actual. Tratamos de generar condiciones para que pueda interesar a otras empresas, entendiendo que en cuencas de frontera la exploración es igual o peor, en cuanto a probabilidades, que entrar al casino pensando que uno va a llevar dinero. En aquel momento el país no estaba en condiciones. A veces, nunca se está en condiciones de hacer las grandes inversiones al comienzo. Si otro las hace al comienzo, uno tiene mejor perspectiva y probabilidad, como en este caso. Eso no quiere decir que uno engañe a la empresa. Esa no es la idea y tampoco lo toma así la empresa. La empresa petrolera lo toma como una oportunidad, dada la garantía que tiene el país, en el sentido de que si mañana tiene un proyecto a treinta o cuarenta años, tiene una seguridad jurídica. Son otros aspectos que motivan y lo harán siempre independientemente de quién esté a cargo del tema, porque esa es la forma en que la empresa valora el país. Está la geología, el contrato y la seguridad jurídica. Eso cada vez más sigue siendo una garantía para la empresa, teniendo en cuenta que la situación es muy variable en algunos países.

SEÑORA PRESIDENTA.- Entonces, tenemos que Ancap promueve la situación, pero la iniciativa es de las empresas.

SEÑOR DE SANTA ANA (Héctor).- Sí, las empresas son las que ponen el dinero. Hicimos una modificación que promovimos técnicamente porque creemos que es favorable. Ahora pueden presentarse otras empresas a trabajar en el país, pero tienen que ajustarse a contratos previos. Nosotros no hacemos contratos después que se presentan. La empresa ve el contrato que está publicado y las unidades de trabajo que tiene que poner mínimamente por cada bloque. Si no las pone queda eliminada. Si no califica un mes antes también está eliminada, y no se puede presentar. Bajo esas condiciones al Estado le resulta muchísimo más fácil poder evaluar y ponderar.

¿Qué nos queda para nosotros? Que las unidades que se comprometieron a hacer y la forma en que se comprometieron a hacerlas son adecuadas y se ajustan a las condiciones, parámetros y protocolos que nosotros definimos, que cumplen con las inversiones que fueron las mínimas para lograr un bloque y que tienen que cumplirlas en tiempo y forma. Si no lo hace, el contrato cesa.

SEÑOR FERRO (Santiago).- También soy ingeniero y jefe de Administración y Contratos de le Gerencia de Exploración y Producción de Ancap.

Retomando lo que comentaba el doctor de Santa Ana quisiera explicar que el tipo de contratos que utilizamos con las empresas petroleras se llama de producción compartida. Generalmente -a grandes rasgos-, en la industria petrolera se usan dos sistemas a nivel mundial. Uno es el de licencias, por el cual las empresas petroleras pagan regalías e impuestos, y por otro lado hay una gran familia que es la de los sistemas contractuales, donde se encuentra el sistema que utilizamos nosotros, que viene dado por la ley de hidrocarburos, por el cual la propiedad de los hidrocarburos que están en el subsuelo es del Estado uruguayo, al igual que cuando son producidos. Entonces, es Ancap quien puede ejecutar todas las actividades de la industria *upstream*, es decir de la industria petrolera, por sí misma o mediante terceros. Entonces, en base a los lineamientos de la política energética aprobada en el año 2005 y a sus distintas versiones, se incentivó a Ancap a desarrollar una estrategia para tratar de captar la inversión a riesgo por parte de empresas privadas en exploración de hidrocarburos. Es así que se salió a promover la actividad buscando inversión enteramente a riesgo de los privados.

Como también mencionó el doctor de Santa Ana, se establecen las bases de los llamados y como anexo se incluyen los modelos de contrato que son aprobados previamente por el Ministerio y el Poder Ejecutivo. Esos modelos de contrato se complementan con las ofertas que hacen las empresas y se llega al contrato final que es el que posteriormente se firma.

¿Cualquier empresa puede hacer una oferta y lograr firmar un contrato? No, porque en la etapa que llamamos de calificación de las empresas se revisan los antecedentes económicos, financieros, técnicos y legales de las empresas para ver si están aptas para contratar con Ancap. Obviamente, los requerimientos de las empresas que trabajan en tierra son distintos de las que trabajan *offshore*, es decir en el mar o en la plataforma continental, porque los montos de las inversiones son muy diferentes. Quizás una perforación en tierra pueda estar en aproximadamente US$ 5.000.000 -aunque entre US$ 2.000.000 y US$ 10.000.000 son valores razonables-, y una perforación en el mar, en aguas profundas, supera los US$ 100.000.000. Entonces, la capacidad financiera que se requiere a las empresas para que puedan calificar para trabajar en tierra es distinta a la que se solicita a una empresa que vaya a trabajar en el mar.

En cuanto a la capacidad técnica la diferencia no es tanta, pero también allí se reflejan ciertos aspectos distintos.

También quisiera mencionar que estos son contratos de exploración y producción. Si bien al momento de la firma del contrato ya se acuerda el posible reparto del beneficio económico, es decir de las ganancias de la actividad, entre el Estado uruguayo y el privado, empieza una fase de exploración en la cual no hay ninguna certeza de que esté el recurso. Precisamente, el porcentaje de la probabilidad de encontrar el recurso es bajo, de 7% o 10%, en particular en cuencas donde todavía nunca hubo un descubrimiento. Quizás en cuencas más maduras o en provincias petroleras haya probabilidades mucho mayores de encontrar hidrocarburos y eso también se refleja en los repartos de las ganancias entre el Estado y las petroleras. En esta situación, con cuencas de frontera exploratoria, el riesgo desde el punto de vista geológico, es decir la probabilidad de encontrar hidrocarburos, es bastante menor.

SEÑOR DE SANTA ANA (Héctor).- Quisiera hacer una aclaración. Un pozo en tierra puede salir entre US$ 750.000 y más de US$ 100.000.000 si se hace en Bolivia, en el norte argentino o en situaciones de geología o geografía compleja. Y un pozo en el mar nuestro puede salir US$ 155.000.000, como salió el pozo de Total, pero también hay

zonas prospectivas y exploratorias de nuestra plataforma en las que puede haber pozos de menos de US$ 20.000.000. Lo digo para aclarar que depende mucho de la dificultad técnica y tecnológica.

SEÑOR GRISTO (Pablo).- Me gustaría hacer una pequeña puntualización con respecto a la primera pregunta realizada, ya que son claras las diferencias que existen entre los pozos de prospección de agua termal y de exploración petrolera -como explicaba el doctor de Santa Ana-, pero a nivel de los fluidos de perforación y los lodos que se utilizan en primera instancia no importa el objetivo del pozo; los fluidos que se van a utilizar no dependen de eso. En un pozo de aguas termales se van a utilizar los mismos tipos de fluidos y va a estar expuesto a la misma probabilidad de este tipo de incidente de pérdida de fluido. La diferencia es que tenemos un registro histórico para los pozos petroleros y sin embargo no tenemos ese registro en el caso de los pozos termales antiguos y actuales.

SEÑORA PRESIDENTA.- ¿En qué situación están los contratos de la empresa que fue contratada por Ancap para Cerro Chaga y Cerro Padilla, donde se produjeron estos dos incidentes -por llamarles de alguna manera-, y cómo está la actividad en esos dos lugares?

SEÑOR FERRO (Santiago).- La empresa Schuepbach Energy empezó a trabajar en 2002 en el primer período exploratorio. Ahí fue cuando firmamos los dos contratos de producción compartida por el bloque Piedra Sola y el bloque Salto. Ese primer período era de tres años e hicieron el trabajo comprometido de realizar sísmica 2D en ambos bloques, en los kilómetros comprometidos, y algún pozo estratigráfico. Habiendo cumplido ese trabajo exploratorio -porque en el contrato está previsto que habiendo cumplido el trabajo exploratorio del primer período es opción del contratista pasar el segundo período exploratorio- decidieron pasar al segundo período exploratorio, el cual implica como compromiso la realización de dos pozos exploratorios por contrato. Esto se efectivizó en abril de 2015 y, por lo tanto, el segundo período exploratorio de los contratos terminaba en abril de 2017. El cómputo del plazo del contrato se suspendió por un año por la obtención de los permisos ambientales de Dinama y las servidumbres que otorga Dinamige. Eso hizo que la fecha de terminación de ese segundo período exploratorio fuera abril de 2018. Entonces, previo a la finalización de esos contratos la empresa realizó una solicitud de extensión de ese período para poder terminar con los trabajos exploratorios y conseguir más financiamiento. Básicamente, durante el año pasado se estuvo trabajando sobre esa solicitud entre Ancap y el Ministerio y a principios de este año se recibió la comunicación de la empresa por la que decidía no continuar trabajando en el bloque Salto y seguir los trabajos exploratorios en el bloque Piedra Sola, en el que -como se había mencionado- tienen como trabajo comprometido hacer el test de la formación Paso Aguiar y realizar otro pozo en el bloque Piedra Sola. En el bloque Salto terminó el contrato y no van a realizar más actividades.

Entonces, Ancap ahora se encuentra realizando lo que llamamos el cierre del contrato en el bloque Salto, donde se revisan todos los aspectos contractuales desde el punto de vista administrativo, la entrega de información técnica, el cumplimiento de todo, y el otro contrato está por firmarse. Es decir que la extensión del contrato por Piedra Sola se va a firmar en breve y la empresa va a tener dos años más para terminar esas actividades que se acordaron, es decir la perforación del pozo que falta en el bloque Piedra Sola y el ensayo o test de la formación Paso Aguiar.

Dinama ya había otorgado la autorización ambiental previa para la realización de los pozos, pero la autorización ambiental de operación es individual, por lo que tendrá que volver a gestionarla para poder avanzar.

SEÑORA PRESIDENTA.- Entonces, se están cerrando los contratos, pero quisiera saber en qué situación están los pozos o cómo quedaron los pozos en los que la empresa ya no va a trabajar.

SEÑORA GIMÉNEZ (Rosario).- Quiero aclarar que, en realidad, la modificación de contrato está cerrada; está aprobada por Ancap con la autorización del Poder Ejecutivo. La empresa ya firmó y Ancap está coordinando la firma, pero la modificación del contrato ya está acordada; simplemente falta un requisito formal para concretar la modificación de contrato.

SEÑORA PRESIDENTA.- ¿Y qué está pasando con los pozos? Lo pregunto porque, en cuanto al cierre contractual, una cosa son los papeles y otra lo que sucede *in situ.*

SEÑOR GRISTO (Pablo).- Voy a referirme a la situación técnica en la que quedaron los pozos. En el primer pozo de Cerro Padilla hubo un ensayo que llegó a objetivo, es decir que llegó a finalizar a la profundidad y de acuerdo con el objetivo que habían planificado. Ante la detección de ciertos indicios de hidrocarburos, se realizó un ensayo del pozo. En su momento, Ancap y la compañía anunciaron públicamente que en ese pozo se habían encontrado las primeras trazas de hidrocarburos de la cuenca norte; puede indicarse que fue un descubrimiento no comercial.

El pozo fue terminado para ensayar. Cuenta con todos los elementos de seguridad, pero es un pozo que no tiene conexión entre la superficie y su interior; puede ser abierto en algún momento. De hecho, es el proyecto que propone y al que se compromete Schuepback en esta modificación de contrato para ensayarse en otro nivel, porque entiende que hay indicios de hidrocarburos.

En Cerro de Chaga, una vez superado el incidente de la pérdida de lodo, se siguió perforando y se encontraron problemas. Como no se pudo avanzar, se lo selló de forma hidráulica y ahora está abandonado casi en forma permanente. Eventualmente, se podría hacer una reentrada al pozo.

SEÑORA PRESIDENTA.- Cuando ustedes hablaron de la entrega del bloque de Salto, ¿se referían también a los proyectos que había allí? Lo pregunto porque había algunos proyectos en la zona de San Antonio, de acuerdo con los planos publicados por ustedes. También quiero saber si en este bloque está incluido el pozo de la zona de Constitución.

SEÑOR DE SANTA ANA (Héctor).- El bloque de Piedra Sola lo definimos como un pozo que quedó en estudio. Esa fue nuestra definición porque considerábamos que podría haber alguna capa si ensayar. No sabíamos si se podía hacer, pero queríamos dejarlo en condiciones operativas como para un *rent* nuestro o a futuro de un tercero. Si algunas empresas no lo ven con potencial por aspectos económicos, etcétera, quizás para otras firmas o para el Estado podría tenerlo. De hecho, volvieron al pozo porque a nosotros nos importaba que esa capa pudiese ser ensayada.

Con respecto a Salto, es un bloque interesante pero caro de exploración. Allí, los basaltos pueden tener hasta 1.200 metros porque estamos en una zona de transferencia geológica. Sucede que al final del bloque comienza un depocentro basáltico, y ello implica que haya que perforar unos 1.200 metros de basalto; sin dudas, eso supone unas tres cuartas partes del valor del pozo en términos financieros.

En cuanto al pozo de Constitución, debo decir lo siguiente. Muchas veces, la universidad o los operadores departamentales nos piden información y pronósticos con el fin de conocer el mejor lugar para la prospección, para saber qué surgencia o qué temperatura se puede tener, y nosotros brindamos todos los detalles. En tal sentido,

enviamos un informe muy grande al Ministerio en el que, a través de la gravimetría, se define -método potencial geofísico- cuáles son los lugares posibles para hacer un pozo, cuál es el espesor del basalto -que determina el valor económico de la inversión del pozo- y cuáles podrían ser las dificultades de bloqueo del acuífero en cuanto a la posibilidad de que pudiera haber basalto adentro, con las consiguientes obstrucciones del sistema. Evidentemente, la idea es atenuar los riesgos. También brindamos orientaciones desde el punto de vista del control geológico. Nosotros aportamos nuestra capacidad, conocimiento y trabajo técnico, no recursos. De todos modos, eso implica dinero porque a veces no está toda la información, los perfiles ni los estudios previos para el control del pozo.

Estamos a las órdenes para ayudar porque la base de datos es muy grande. A su vez, realizamos aportes para trabajos de doctorado, etcétera.

Como dije, el bloque de Salto es interesante, pero caro.

SEÑORA PRESIDENTA.- En definitiva, la empresa privada va a seguir operando en la zona de Piedra Sola con esta nueva línea de trabajo.

Agradecemos el protocolo que nos han acercado, y esperamos seguir trabajando con ustedes en estos temas que nos interesan mucho porque tienen que ver con los controles de los derechos humanos en sentido amplio.

Les agradecemos su presencia.

(Se retira de Sala una delegación de Ancap y del Ministerio de Industria, Energía y Minería)

——Dese cuenta de los asuntos entrados.

(Se lee)

——Como se acordó previamente, el segundo punto del orden del día se analizará en la próxima sesión.

Corresponde ingresar al tercer punto del orden del día, que refiere a la igualdad y no discriminación de las mujeres en base al género. Esta iniciativa proviene del Poder Ejecutivo.

SEÑOR VIERA (Nicolás).- Señor presidenta: para comenzar con el trabajo de la Comisión en relación a este proyecto de ley enviado por el Poder Ejecutivo, propongo invitar a la directora del Instituto Nacional de las Mujeres, Mariela Mazzotti.

SEÑORA PRESIDENTA.- Si no se hace uso de la palabra, se va a votar.

(Se vota)

——Tres por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad.

(Se suspende la toma de la versión taquigráfica)

——Se levanta la reunión.

